

УДК 621.311.1:658.26

Анализ технических потерь активной электроэнергии во внешних сетях промышленных предприятий

А.Е. Веселов^{1,2}, Г.П. Фастий^{1,2}, Е.А. Токарева²

¹ Апатитский филиал МГТУ, кафедра электроэнергетики

² Центр физико-технических проблем энергетики Севера КНЦ РАН

Аннотация. Приводится анализ методов расчета потерь электроэнергии и оценка эффективности их использования применительно к промышленным предприятиям. Разработана методика уточненного расчета потерь во внешней сети предприятий между границами раздела балансовой принадлежности и точками учета электроэнергии (обычно выводы 6-10 кВ силовых трансформаторов). Приводятся результаты расчета для промышленного предприятия, дается их технико-экономическая оценка. Показано, что корректировка коэффициента потерь в сторону его уменьшения дает существенный экономический эффект.

Abstract. Analysis of electrical energy loss calculation methods has been given and the efficiency of these methods has been estimated in application to industrial enterprises. More precise procedure of loss calculation in enterprises' exterior circuit between the balance belonging boundaries and electrical energy registration points (usually power transformer outputs 6-10 kV) has been worked out. Calculation results for industrial enterprises, their technical and economic assessment have been given. It has been shown that losses' factor correction towards its decreasing gives significant economic effect.

1. Введение

Рациональное использование топливно-энергетических ресурсов является одной из наиболее актуальных проблем как в России, так и за рубежом. Для достижения максимальной эффективности их использования необходимо рассматривать всю схему производства и потребления энергии, начиная от добычи энергетических ресурсов и их транспортировки к местам переработки в электроэнергию и заканчивая потреблением ее у электроприемников. На всех этапах этой схемы имеются возможности для снижения расхода энергоресурсов. Снижение потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях промышленных предприятий является важной составляющей общего комплекса энергосберегающих мероприятий.

В связи с развитием рыночных отношений в стране значимость проблемы потерь электроэнергии существенно возросла, так как стоимость потерь является одной из составляющих тарифа на электроэнергию.

2. Методы расчета технических потерь в электрических сетях

В технической литературе (Железко, 1985; 1989) достаточно подробно рассматриваются методы расчета и анализа потерь электроэнергии в электрических сетях, выбора мероприятий по их снижению. В то же время вопросам практического применения этих методов, как показало обследование ряда предприятий России, не уделяется должного внимания. В связи с этим представляет интерес систематизация методов расчета потерь электроэнергии и оценка эффективности их использования применительно к промышленным предприятиям.

В общем случае потери электроэнергии ΔW в распределительных сетях предприятий состоят из нагрузочных потерь ΔW_n в элементах систем электроснабжения, потерь холостого хода в трансформаторах ΔW_{xx} и потерь на корону в воздушных линиях ΔW_k .

Подробная классификация и сопоставительный анализ методов расчета потерь приводится в (Железко и др., 2002), где показано, что наиболее распространены метод числа часов наибольших потерь τ и метод средних нагрузок. Метод числа часов наибольших потерь использует для расчета нагрузочных потерь формулу:

$$\Delta W_n = \Delta P_{\max} \cdot \tau,$$

где ΔP_{\max} – потери мощности в режиме максимальной нагрузки сети, кВт.

Метод средних нагрузок использует формулу:

$$\Delta W_n = \Delta P_{cp} \cdot K_{\phi}^2 \cdot T,$$

где ΔP_{cp} – потери мощности в сети при средних нагрузках узлов за время T , кВт; K_ϕ – коэффициент формы графика мощности или тока.

В настоящее время для расчетов за потребление электроэнергии между энергосистемами и предприятиями используется метод средних нагрузок, положенный в основу "Инструкции по определению потерь электроэнергии в трансформаторах и ЛЭП, учитываемых при финансовых расчетах между энергосистемами и энергоснабжающей организацией и потребителем", разработанной Главгосэнергонадзором и ВНИИ "Электроэнергетики", и опубликованной в журнале "Промышленная энергетика", 1998 г., №1.

Для расчета потерь электроэнергии в цепи питания, в соответствии с этой Инструкцией, требуется знание следующей доступной для использования исходной информации: данные о потреблении активной и реактивной энергии в характерные дни работы предприятия, суточные графики нагрузки, а также каталожные параметры трансформаторов, погонные параметры линий электропередачи.

По этим данным определяются:

– коэффициенты заполнения графиков полной нагрузки трансформаторов

$$K_3 = \sqrt{W_P^2 + W_Q^2} / (S_{max} \cdot T), \quad (1)$$

где T – время измерения электропотребления в часах, например, за месяц; W_P – потребление активной и W_Q – реактивной энергий; S_{MAX} – максимальная 30-минутная полная мощность, определяемая через соответствующие активную P_{MAX} и реактивную Q_{MAX} мощности:

$$S_{MAX} = \sqrt{P_{MAX}^2 + Q_{MAX}^2},$$

– коэффициенты формы графиков полной мощности нагрузки:

$$K_\phi^2 = (0,124/K_3 + 0,876)^2, \quad (2)$$

– нагрузочные активные потери энергии в трансформаторах и линиях электропередачи:

$$\Delta W_H = \frac{W_P^2 + W_Q^2}{V_{cp}^2 \cdot T} \cdot K_\phi^2 (R_T + R_L), \quad (3)$$

где активное сопротивление трансформатора R_T и участка линии электропередачи R_L приведены к среднему напряжению V_{cp} сети, в которой установлены приборы учета электроэнергии;

– потери электроэнергии на корону в линиях электропередачи 220 кВ и выше:

$$\Delta W_K = \Delta P_{cp} I_\Sigma \cdot T, \quad (4)$$

где ΔP_{cp} – среднее значение удельных потерь мощности на корону для рассматриваемого региона, принимается по (Справочник..., 1985); I_Σ – суммарная длина линий;

– потери электроэнергии холостого хода в трансформаторах:

$$\Delta W_{xx} = \Delta P_{xx} \cdot T, \quad (5)$$

где ΔP_{xx} – каталожные потери холостого хода трансформатора.

В результате величина активных потерь энергии в процентах по отношению к активной энергии W_P , фиксируемой счетчиками в точках учета электроэнергии (обычно шины 6-10 кВ), составляет:

$$\Delta W_{P\%} = \frac{\Delta W_H + \Delta W_{XX} + \Delta W_K}{W_P} \cdot 100\% . \quad (6)$$

Анализ этой формулы показывает, что значение $W_{P\%}$ зависит от изменяющихся во времени величин потребления активной W_P и реактивной W_Q энергий, а также коэффициента K_ϕ , характеризующего форму графика полной мощности. Процент потерь $\Delta W_{P\%}$ тем выше, чем меньше потребление энергии и меньше коэффициент заполнения графика нагрузки K_3 и, соответственно, выше коэффициент K_ϕ^2 . В частности, $\Delta W_{P\%}$ является наибольшим, как правило, в летние месяцы – в периоды малой интенсивности работы предприятий (что характерно для настоящего времени).

3. Техничко-экономическая оценка корректировки коэффициента потерь во внешней сети предприятия

Ниже рассмотрено применение этой Инструкции для расчета потерь активной электроэнергии в системе внешнего электроснабжения одного из крупных предприятий Мурманской области.

На рисунке приведена часть схемы внешнего электроснабжения главной понизительной подстанции (ГПП) завода, получающей электроэнергию от энергосистемы с помощью двух отрезков воздушных ЛЭП 150 кВ длиной 8 км, выполненной проводом АС-240/37. На ГПП установлены два понижающих трансформатора типа ТРДН-63000/150 с расщепленными обмотками низкого напряжения 6 кВ мощностью 63 МВ·А каждый. Границей раздела балансовой принадлежности завода и энергосистемы являются шины 150 кВ подстанции. Учет потребляемой электроэнергии производится на стороне 6 кВ трансформаторов Т1 и Т2 главной понизительной подстанции завода (ГПП). В результате трансформаторы Т1 и Т2, расположенные выше точек учета электроэнергии, а также отрезки ЛЭП 150 кВ длиной 8 км, соединяющие вводы трансформаторов ГПП с шинами 150 кВ подстанции, находятся на балансе завода, который, в соответствии с Договором на пользование электроэнергией (ДПЭ), оплачивает активные потери в них в размере 1,5 % от потребляемой предприятием активной электроэнергии, фиксируемой счетчиками на стороне 6 кВ трансформаторов.

По согласованию со службой главного энергетика завода было признано целесообразным выполнить уточненные расчеты коэффициента увеличения потерь активной электроэнергии. Это необходимо с целью определения причин увеличения коэффициента, его корректировки с учетом интересов завода, а также, в случае успешного согласования результатов с энергосистемой, распространение подобных расчетов на другие ГПП завода.

По отчетным данным, имеющимся в отделе главного энергетика завода и в энергосистеме, известно потребление за последние годы активной W_p и реактивной W_Q энергии за сутки, месяцы, кварталы и годы по показаниям электросчетчиков в цепях низкого напряжения трансформаторов Т1 и Т2 ГПП. На основании изучения фактических данных по нагрузкам завода и обработки суточных графиков нагрузки было получено, что наибольший процент неучтенных электросчетчиками активных потерь $\Delta W_{p\%}$ в системе внешнего электроснабжения завода имеет место в летние месяцы, характеризующиеся меньшим потреблением энергии и наибольшим значением коэффициента K_{ϕ}^2 .

Исходными данными для расчета $\Delta W_{p\%}$ являются следующие параметры:

Суммарные месячные потребления электроэнергии заводом:

$$W_{p\Sigma} = 44020 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч.}; W_{Q\Sigma} = 12320 \text{ тыс. квар}\cdot\text{ч.}$$

Коэффициент заполнения графиков активной нагрузки по результатам анализа графиков подстанции $K_s = 0,85$, что дает по (2):

$$K_{\phi}^2 = (0,124/0,85 + 0,876)^2 = 1,044.$$

Каталожные данные питающих трансформаторов ГПП взяты из их технических паспортов, имеющихся на заводе:

- коэффициент трансформации $K_{m1} = K_{m2} = 158/6,3$;
- потери холостого хода $\Delta P_{xx1} = \Delta P_{xx2} = 59 \text{ кВт}$;
- потери короткого замыкания $\Delta P_{кз1} = \Delta P_{кз2} = 235 \text{ кВт}$.

Активные сопротивления трансформаторов на стороне 6,3 кВ составят ($S_{TH} = 63 \text{ МВ}\cdot\text{А}$):

$$R_{T1} = R_{T2} = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_n^2}{S_{TH}^2} = \frac{235 \cdot 6,3^2}{63^2} = 0,0024 \text{ Ом.}$$

Погонные параметры для ЛЭП 150 кВ, выполненной проводом марки АС-240 принимаются $R^* = 0,122 \text{ Ом/км}$ (Справочник..., 1985).

Активное сопротивление ЛЭП 150 кВ, длиной $l = 8 \text{ км}$, приведенное к стороне 6,3 кВ:

$$R_{л} = \frac{R^* \cdot l}{K_{T1}^2} = \frac{0,122 \cdot 8}{(158/6,3)^2} = 0,0015 \text{ Ом.}$$

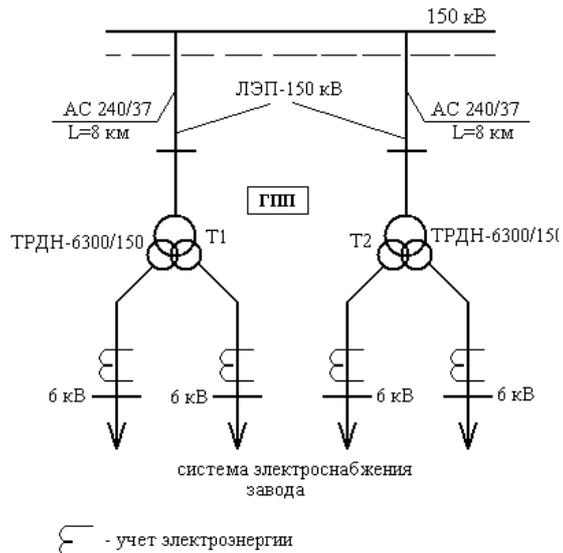


Рис. Схема внешнего электроснабжения главной понизительной подстанции завода

Определим эквивалентное сопротивление двух параллельно включенных участков ЛЭП и трансформаторов ГПП:

$$R_{\Sigma} = (R_{T1} + R_{T2})/2 = (0,0024 + 0,0015)/2 = 0,002 \text{ Ом.}$$

Оценим составляющие потерь активной электроэнергии во внешней сети за месяц ($T = 31 \cdot 24 = 744$ ч).

$$\Delta W_H = \frac{W_{P\Sigma}^2 + W_{Q\Sigma}^2}{V_{cp}^2 \cdot T} \cdot K_{\phi}^2 \cdot R_{\Sigma} = \frac{44020^2 + 12320^2}{6,3^2 \cdot 744} \cdot 1,044 \cdot 0,002 = 147,75 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч.}$$

Потери холостого хода двух трансформаторов ($n_T = 2$) по (5) составят за месяц:

$$\Delta W_{xx} = \Delta P_{xx} \cdot n_m \cdot T = 59 \cdot 2 \cdot 744 = 87,79 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч.}$$

Как указывается выше, потери на "корону" учитываются только в воздушных ЛЭП с номинальным напряжением $U_H > 220$ кВ, т.е. в рассматриваемой схеме электроснабжения завода с помощью ЛЭП 150 кВ эти потери допустимо не учитывать.

Итак, процент неучтенных счетчиками потерь активной электроэнергии в трансформаторах ГПП и воздушных ЛЭП составит:

$$\Delta W_{P\%} = \frac{\Delta W_H + \Delta W_{xx}}{W_{P\Sigma}} \cdot 100\% = \frac{147,75 + 87,79}{44020} \cdot 100\% = 0,54\% .$$

Таким образом, для условий, специально принятых с целью оценки наибольшего значения $\Delta W_{P\%}$, получено, что $\Delta W_{P\%} = 0,54\%$ при записанном в ДПЭ и подлежащем оплате значении $\Delta W_{P\%}^{ДПЭ} = 1,5\%$. В среднем за год расчетное значение $\Delta W_{P\%}$ будет несколько ниже, поскольку в другие месяцы с более интенсивной нагрузкой завода процент неучтенных потерь уменьшается.

На основании приведенного в этом разделе и аналогичных расчетов для других месяцев работы предприятия было предложено принять в качестве расчетного значения $\Delta W_{P\%}$, включаемого в ДПЭ, величину $\Delta W_{P\%}^{ДПЭ} = 0,7\%$ (с учетом некоторого инженерного коэффициента запаса). Руководству отдела главного энергетика завода рекомендовано обратиться в Энергонадзор энергосистемы с просьбой зафиксировать в ДПЭ величину повышающего коэффициента при расчетах за активную электроэнергию, равную 1,007.

В результате завод может получить годовую экономию в оплате электроэнергии в размере:

$$\Delta P_{W_P}^{zod} = W_P^{zod} (1,015 - 1,007) \cdot b_P,$$

где W_P^{zod} – среднее значение потребляемой нефтеперерабатывающим заводом за год активной энергии по ГПП (часть схемы, включающая два трансформатора из четырех); в приближенных расчетах допустимо принять $W_P^{zod} = 12 \cdot W_{P_{MEC}} = 12 \cdot 44020 = 528,2$ млн кВт·ч.; $b_P = 0,1588$ руб./кВт·ч. – дополнительная ставка оплаты электроэнергии по двухставочному тарифу в 2007 г.

В результате экономия от корректировки величины $\Delta W_{P\%}$ в сторону уменьшения составит:

$$\Delta P_{W_P}^{zod} = 528,2 \cdot 10^6 \cdot 0,008 \cdot 0,1588 = 0,67 \text{ млн руб.}$$

или в процентном выражении от годовой платы за электроэнергию $P_{\Sigma}^{zod} = 400$ млн руб., по данным отдела главного энергетика:

$$\Delta P_{W_P}^{zod} / P_{\Sigma}^{zod} \cdot 100\% = 0,67 / 400 \cdot 100\% = 0,168\% .$$

Как показал сопоставительный анализ показателей электропотребления завода, актуальным является проведение организационно-технических мероприятий, направленных на более корректное определение величины заявленного максимума активной мощности P_M .

Так, при записанном в ДПЭ значении P_M на уровне 100-105 МВт ежемесячные реальные значения этой величины составляли 75-80 МВт, т.е. на 20-25 МВт меньше договорной. Реально возможное в настоящее время снижение P_M в среднем хотя бы на величину $\Delta P_M = 15$ МВт позволило бы получить экономию платы $\Delta P_{P_M}^{mec}$ за активную мощность при основной ставке тарифа, равной $a_p = 273,6$ руб./кВт·мес., в размере:

$$\Delta P_{P_M}^{mec} \approx \Delta P_M \cdot a_p \approx 15 \cdot 10^3 \cdot 273,6 = 4,1 \text{ млн руб. в год.}$$

Распространяя эти показатели на год, можно получить усредненную оценку годовой экономии платы за активную мощность:

$$\Delta P_{P_M}^{zod} = \Delta P_{P_M}^{mec} \cdot 12 = 49,25 \text{ млн руб. в год.}$$

По данным службы главного энергетика завода, предприятие платило за потребление электроэнергии из сети энергосистемы в год величину порядка $P_{\Sigma}^{zod} = 400$ млн руб.

Таким образом, в относительном выражении экономия платы за электроэнергию путем корректировки показателя P_m с учетом реального электропотребления заводом может составить по минимальным оценкам величину порядка:

$$\Delta P_{P_m}^{zod} / \Delta P_{\Sigma}^{zod} \cdot 100 \% = 49,25 / 400 \cdot 100 \% = 12,31 \%$$

Следует отметить, что при сохраняющейся тенденции практически ежеквартального увеличения тарифных ставок будет изменяться расчетная величина экономии в абсолютном выражении, но, как показал опыт подобного рода расчетов, в относительном выражении значения экономических эффектов от рассматриваемого мероприятия практически неизменны.

Практика аналогичных расчетов, проведенных специалистами ЦФТПЭС для ряда предприятий Северо-Западного региона России (АО "Ладога", АО "Звезда" и др.) показала, что реализация данного мероприятия по корректировке величины P_m в сторону ее уменьшения вполне реальна и дает значительный экономический эффект.

Реализация данного мероприятия требует повышения точности расчетов и прогноза нагрузки, организации системы оперативного управления нагрузкой завода в часы максимума энергосистемы. Существующие электронные системы учета электроэнергии позволяют, например, выдавать звуковой (световой) сигнал о превышении заложенной в микропроцессор величины уставки активной мощности $P_{уст}$ (обычно принимают $P_{уст} \leq (0,9-0,95) \cdot P_m$) за 10 минут до фиксации превышения с тем, чтобы заблаговременно принять меры по отключению части неответственных нагрузок завода до момента изменения в памяти сумматора системы учета контролируемого энергосистемой максимума активной мощности P_m .

4. Заключение

Предложена и детально проработана методика корректировки коэффициента активных потерь в схемах внешнего электроснабжения промышленных предприятий. Показано, что проведение уточненных расчетов по этой методике потерь активной электроэнергии во внешней сети предприятия позволит получить существенный экономический эффект, связанный с уменьшением платы за электроэнергию.

Литература

- Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. М., Энергоатомиздат, 176 с., 1985.
- Железко Ю.С. Стоимость реактивной мощности и энергии. *Электрические станции*, № 9, с.23-26, 1989.
- Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. М., Изд-во НЦ ЭНАС, 280 с., 2002.
- Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Под ред. С.С. Рокотяна. М., Энергия, 352 с., 1985.